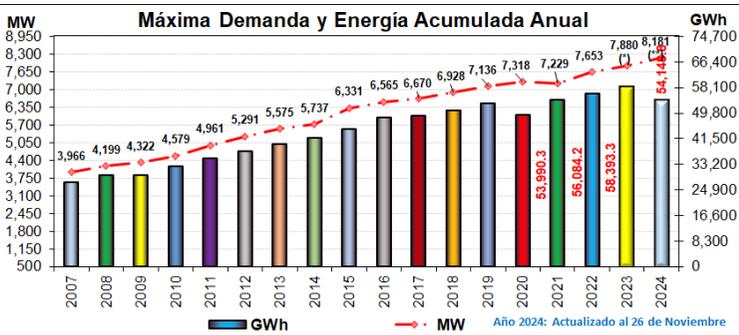
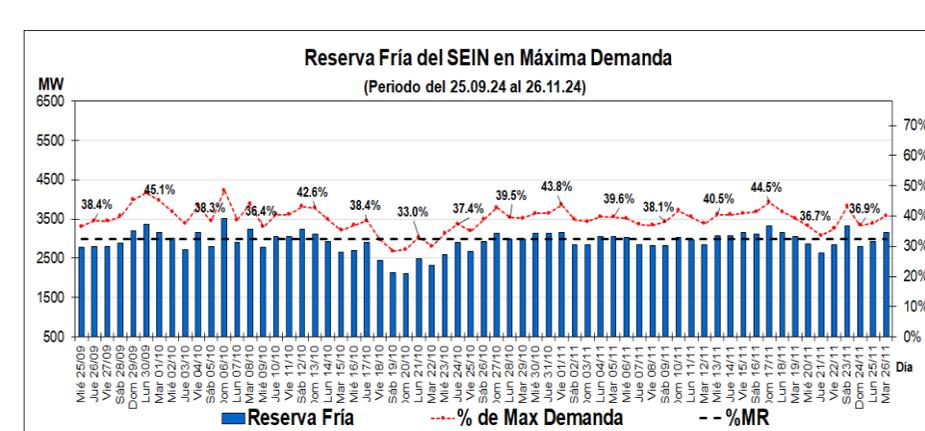
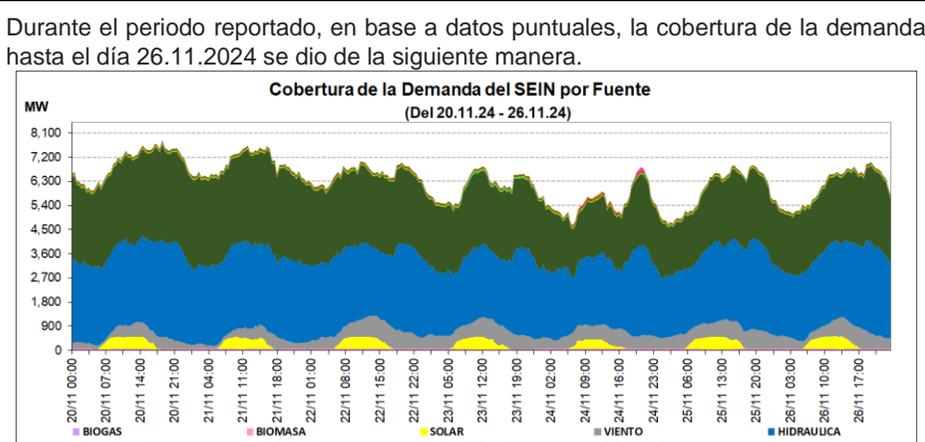
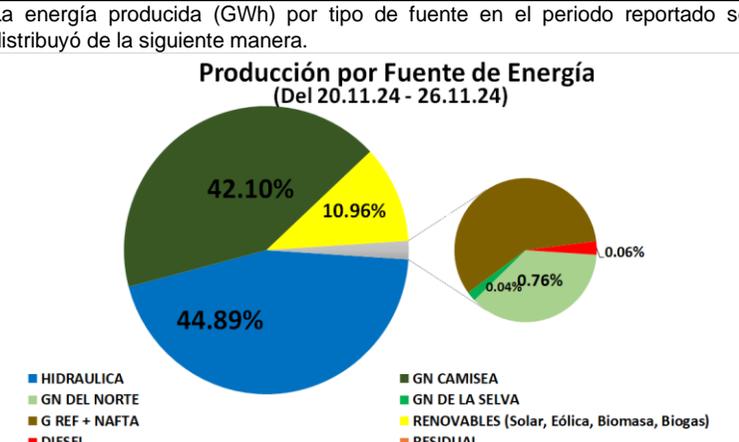
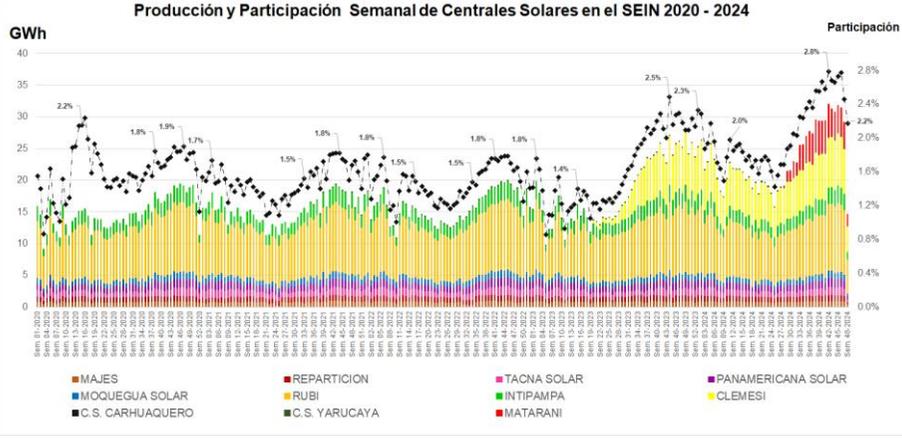
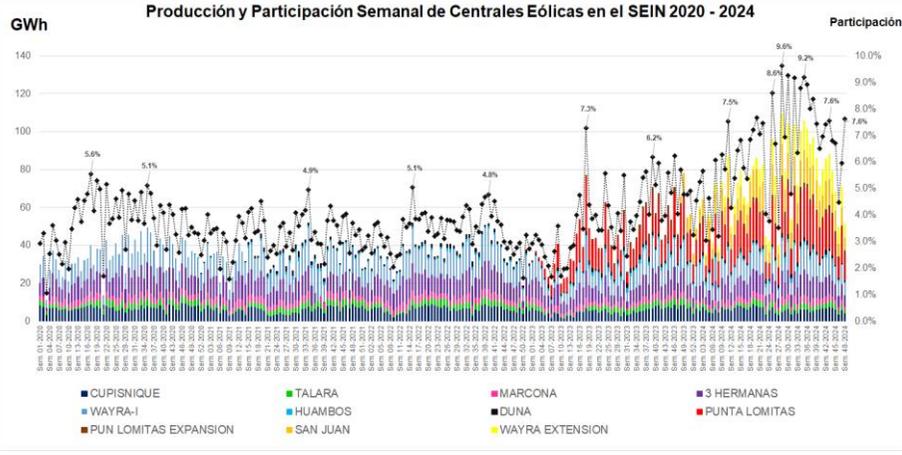
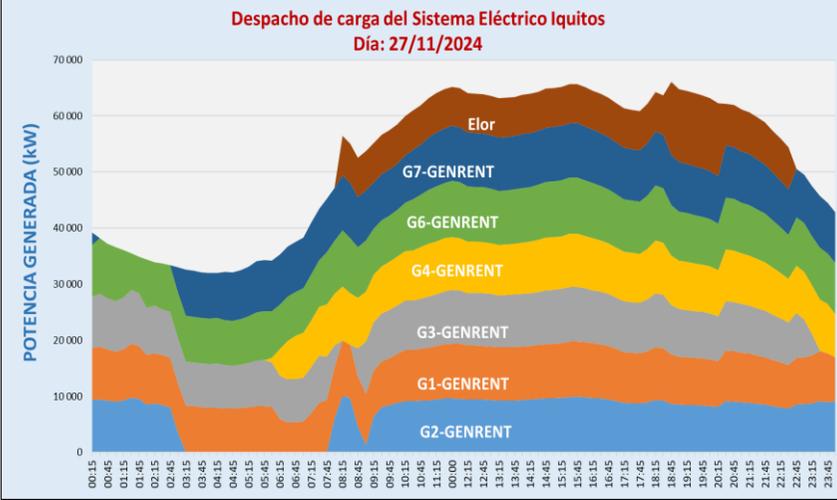
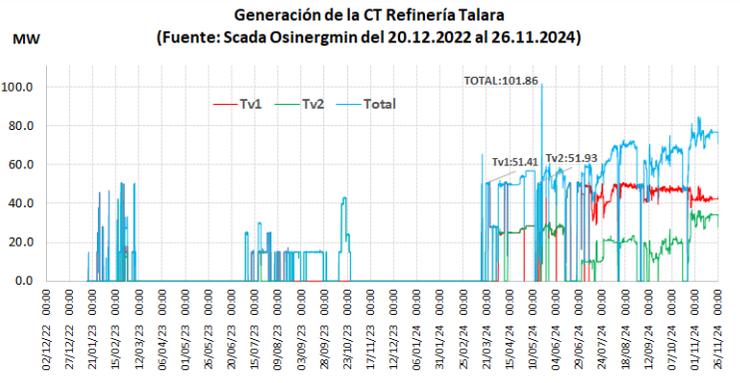
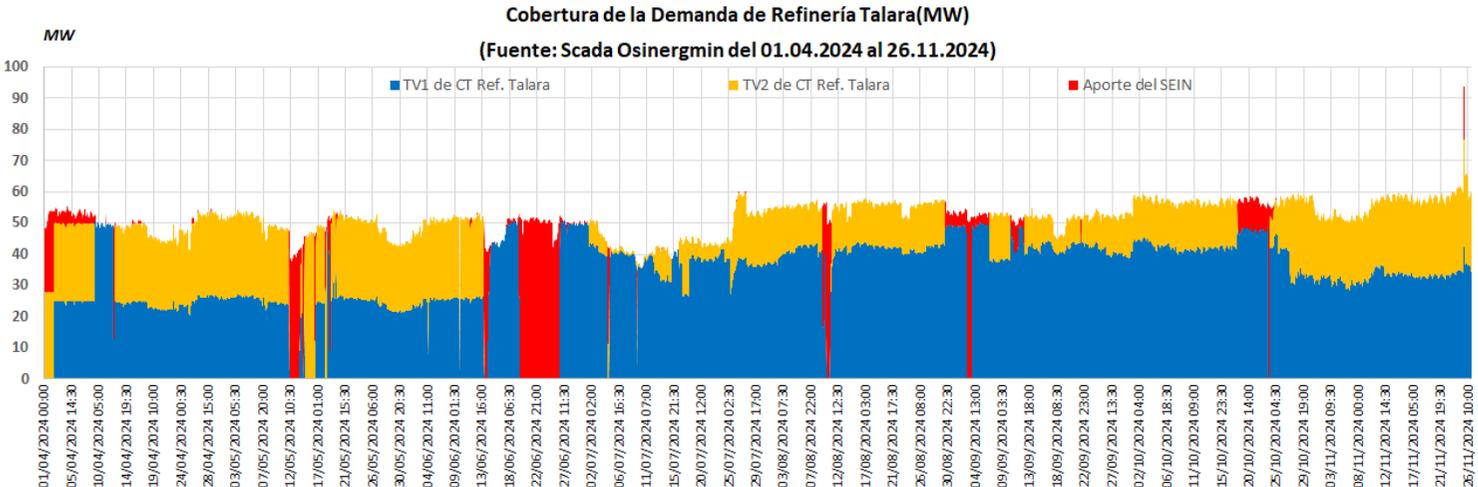


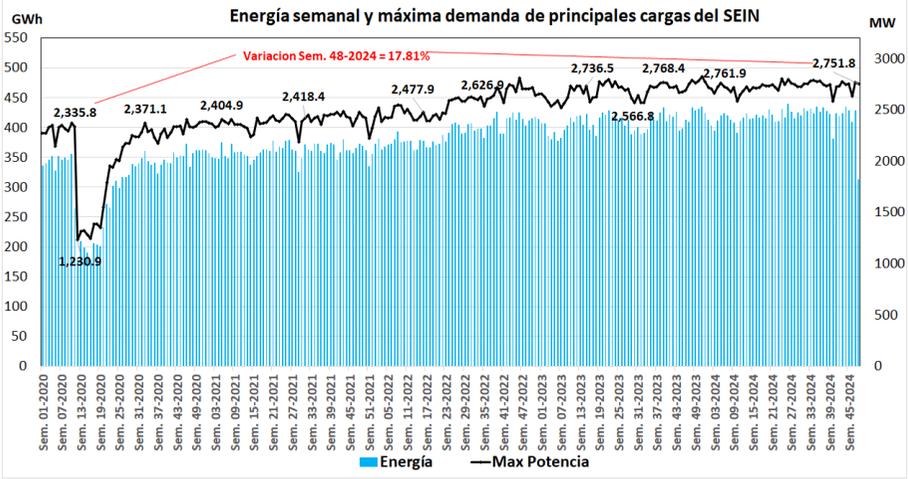
División de Supervisión de Electricidad.

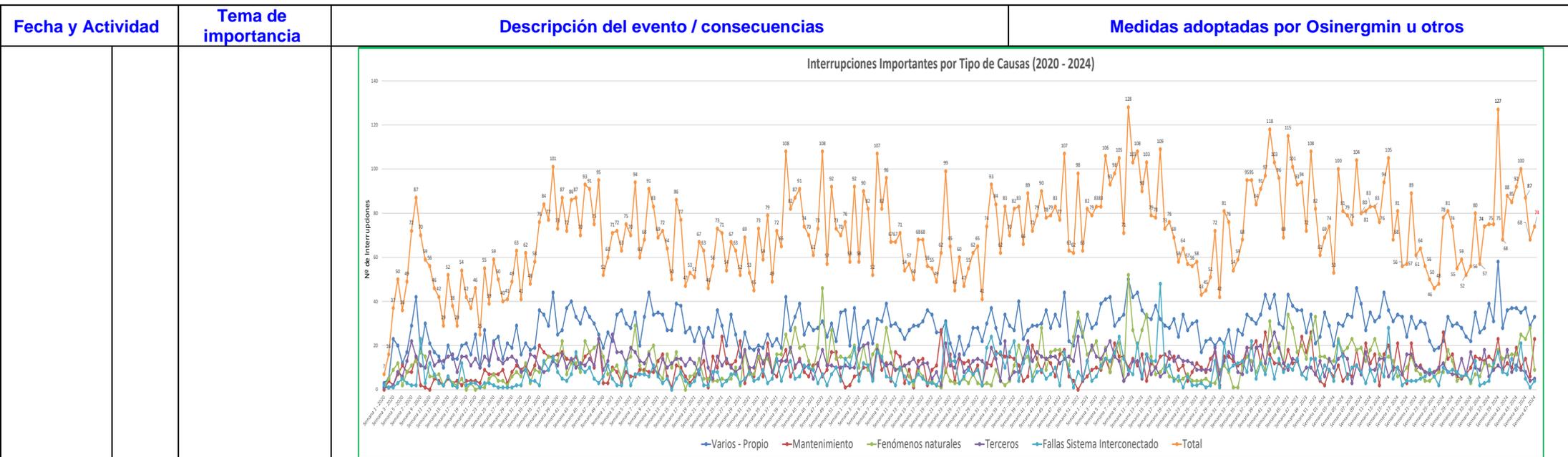
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
22.11.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN	<p>A las 15:30 h del 22.11.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,926.9 MW. No ha superado los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="591 300 1317 496"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,210.39</td> <td>481.09</td> <td>39.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,859.85</td> <td>639.79</td> <td>13.2%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,856.69</td> <td>1,725.08</td> <td>92.9%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,926.9</td> <td>2,846.0</td> <td>35.9%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES</p>	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,210.39	481.09	39.7%	Centro	4,859.85	639.79	13.2%	Sur	1,856.69	1,725.08	92.9%	Total	7,926.9	2,846.0	35.9%	 <p>MW Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p> <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,210.39	481.09	39.7%																				
Centro	4,859.85	639.79	13.2%																				
Sur	1,856.69	1,725.08	92.9%																				
Total	7,926.9	2,846.0	35.9%																				
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN	 <p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 25.09.24 al 26.11.24)</p>	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Reserva Fría de generación Eten (GT1: 217.12 MW): Del 20 al 26 de noviembre la unidad GT1 estuvo indisponible por mantenimiento preventivo boroscopia de turbina y compresor, magic inspection GT-1. ➤ C.T. Reserva Fría Ilo (TG2: 170 MW): Del 20 al 22 de noviembre la unidad TG2 estuvo indisponible por mantenimiento preventivo anual. ➤ C.T. Ilo 4 (TG43: 168.59 MW): Del 23 al 26 de noviembre la unidad TG43 estuvo indisponible por mantenimiento correctivo del sistema de virado. ➤ C.T. Reserva Fría Ilo (TG3: 170 MW): Del 25 al 26 de noviembre la unidad TG3 estuvo indisponible por mantenimiento preventivo anual. <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 32.3% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2024 hasta abril de 2025.</p>																				
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 26.11.2024 se dio de la siguiente manera.</p>  <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 20.11.24 - 26.11.24)</p>	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p>  <p>Producción por Fuente de Energía (Del 20.11.24 - 26.11.24)</p>																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	CS	<p>Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN</p>  <p>Actualizado hasta el 26.11.2024</p>	<p>Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024</p> <table border="1" data-bbox="1444 223 2195 494"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de conexión (kV)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha de Ingreso</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.S. Carhuauquero</td> <td>10.00</td> <td>0.55</td> <td>14.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Clemesí</td> <td>33.00</td> <td>114.93</td> <td>28.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Matarani</td> <td>0.66</td> <td>80.00</td> <td>11.09.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso	C.S. Carhuauquero	10.00	0.55	14.02.2024	C.S. Clemesí	33.00	114.93	28.02.2024	C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso																
C.S. Carhuauquero	10.00	0.55	14.02.2024																
C.S. Clemesí	33.00	114.93	28.02.2024																
C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024																
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	CE	<p>Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN</p>  <p>Actualizado hasta el 26.11.2024</p>	<p>Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024</p> <table border="1" data-bbox="1444 702 2195 941"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de conexión (kV)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha de Ingreso</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. San Juan</td> <td>33.00</td> <td>129.80</td> <td>18.04.2024</td> </tr> <tr> <td>E. Wayra Extensión</td> <td>33.00</td> <td>177.00</td> <td>29.06.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso	C.E. San Juan	33.00	129.80	18.04.2024	E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024				
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso																
C.E. San Juan	33.00	129.80	18.04.2024																
E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024																
Del 21.11.2024 al 27.11.2024	GSA	<p>Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos</p> <p>OSINERGMIN</p> <p>El 27.11.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 66.1 MW. No ha superado los 74.8 MW registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.</p>	<p>Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente.</p> <p>1. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent</p> <p>A la fecha las 07 unidades ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 36 000 horas de operación. Asimismo, algunas unidades llegaron a 42 000 horas de operación, por lo tanto, tienen que ejecutar su respectivo mantenimiento.</p>																

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros															
		<p style="text-align: center;">Despacho de carga del Sistema Eléctrico Iquitos Día: 27/11/2024</p> 	<table border="1" data-bbox="1456 103 2184 271"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nombre Grupo</th> <th colspan="3">Mantenimiento 42 000 Horas de Operación</th> </tr> <tr> <th>Fecha</th> <th>Estado</th> <th>Observaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>G6</td> <td>23/09/2024 al 28/09/2024</td> <td>Ejecutado</td> <td>Unidad Disponible</td> </tr> <tr> <td>G5</td> <td>16/11/2024</td> <td>Ejecutando</td> <td>Se está realizando el mantenimiento de 42k al grupo.</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1433 311 2184 375">Se realizó el mantenimiento del turboalimentador al Grupo Man 4 desde el 21/10/24 hasta 04/11/24.</p> <p data-bbox="1433 406 2206 470">2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente</p> <p data-bbox="1433 478 2206 598">Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).</p>	Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación			Fecha	Estado	Observaciones	G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Unidad Disponible	G5	16/11/2024	Ejecutando	Se está realizando el mantenimiento de 42k al grupo.
Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación																	
	Fecha	Estado	Observaciones															
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Unidad Disponible															
G5	16/11/2024	Ejecutando	Se está realizando el mantenimiento de 42k al grupo.															

<p data-bbox="33 1053 168 1165">Del 20.11.2024 al 26.11.2024</p>	<p data-bbox="212 1093 235 1125">G</p> <p data-bbox="280 1005 470 1204">Operación Comercial C.T. Refinería Talara/ Demanda PETROPERU</p>	<p data-bbox="492 774 1411 933">El COES mediante carta COES/D/DP-343-2024, el 18.04.2024, aprobó la Operación Comercial C.T. Refinería Talara a partir de las 00:00 h del 19.04.2024, con una potencia efectiva de 102.34 MW entre las dos unidades</p> <p data-bbox="492 869 1411 933">A la fecha se vienen operando las dos unidades generadoras TV1 y TV2, registrando en promedio alrededor de 85 MW entre las dos unidades.</p>  	
--	--	---	--

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																							
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	CL	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>  <p>Grafica actualizada hasta el 26.11.2024</p>	<p>En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p>Zona Norte: Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p>Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1444 287 2195 742"> <thead> <tr> <th rowspan="2">ZONAS</th> <th rowspan="2">EMPRESA</th> <th>Potencia Maxima</th> <th>Potencia Minima</th> <th>Potencia Promedio</th> </tr> <tr> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Cajamarca Norte</td> <td>58.40</td> <td>49.18</td> <td>51.65</td> </tr> <tr> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td>54.16</td> <td>46.30</td> <td>52.27</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>51.36</td> <td>8.15</td> <td>34.90</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>29.37</td> <td>7.04</td> <td>23.02</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td>21.30</td> <td>0.37</td> <td>19.67</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ZONA CENTRO</td> <td>Cajamarquilla</td> <td>198.62</td> <td>52.07</td> <td>162.15</td> </tr> <tr> <td>Toromocho</td> <td>160.76</td> <td>114.92</td> <td>153.60</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>141.22</td> <td>98.04</td> <td>126.01</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td>117.79</td> <td>85.91</td> <td>105.01</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Aceros Arequipa</td> <td>166.36</td> <td>18.24</td> <td>103.95</td> </tr> <tr> <td>Cerro Verde</td> <td>468.04</td> <td>394.26</td> <td>429.21</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td>232.08</td> <td>153.78</td> <td>249.52</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td>163.61</td> <td>50.96</td> <td>149.47</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td>145.79</td> <td>127.69</td> <td>140.63</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>131.49</td> <td>55.83</td> <td>123.58</td> </tr> </tbody> </table>	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima	Potencia Promedio	(MW)	(MW)	(MW)	ZONA NORTE	Cajamarca Norte	58.40	49.18	51.65	Rf Talara Pariñas	54.16	46.30	52.27	Sider Perú	51.36	8.15	34.90	Cementos Pacasmayo	29.37	7.04	23.02	Barrick - Chicama	21.30	0.37	19.67	ZONA CENTRO	Cajamarquilla	198.62	52.07	162.15	Toromocho	160.76	114.92	153.60	Minera Antamina	141.22	98.04	126.01	Shougang	117.79	85.91	105.01	ZONA SUR	Aceros Arequipa	166.36	18.24	103.95	Cerro Verde	468.04	394.26	429.21	Southern	232.08	153.78	249.52	Minera Las Bambas	163.61	50.96	149.47	Quellaveco	145.79	127.69	140.63	Tintaya + Antapaccay	131.49	55.83	123.58
ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima			Potencia Promedio																																																																				
		(MW)	(MW)	(MW)																																																																						
ZONA NORTE	Cajamarca Norte	58.40	49.18	51.65																																																																						
	Rf Talara Pariñas	54.16	46.30	52.27																																																																						
	Sider Perú	51.36	8.15	34.90																																																																						
	Cementos Pacasmayo	29.37	7.04	23.02																																																																						
	Barrick - Chicama	21.30	0.37	19.67																																																																						
ZONA CENTRO	Cajamarquilla	198.62	52.07	162.15																																																																						
	Toromocho	160.76	114.92	153.60																																																																						
	Minera Antamina	141.22	98.04	126.01																																																																						
	Shougang	117.79	85.91	105.01																																																																						
ZONA SUR	Aceros Arequipa	166.36	18.24	103.95																																																																						
	Cerro Verde	468.04	394.26	429.21																																																																						
	Southern	232.08	153.78	249.52																																																																						
	Minera Las Bambas	163.61	50.96	149.47																																																																						
	Quellaveco	145.79	127.69	140.63																																																																						
Tintaya + Antapaccay	131.49	55.83	123.58																																																																							
Del 20.11.2024 al 26.11.2024	SEIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 74.</p> <table border="1" data-bbox="571 837 1332 1125"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (2)</td> <td>31</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (3)</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Terceros (4)</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p>	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	44	Mantenimiento (2)	31	Fenómenos Naturales (3)	12	Terceros (4)	7	Fallas Sistema Interconectado (5)	6	 <p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p> <ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento 31% Varios - Propio 44% Fenómenos naturales 12% Terceros 7% Fallas Sistema Interconectado 6% <p>Total: 74 eventos de interrupciones reportados</p> <p>Osinergmin</p> <p><small>1) Varios - Propio: Otros - Propio (24.9%, 10 veces, 2h 39' de duración), Corte de emergencia (9.5%, 7 veces, 8h 18' de duración), Caída conductor de red (5.4%, 4 veces, 11h 40' de duración), Caída de estructura (1.4%, 1 vez, 20h 31' de duración), Contacto entre conductores (1.4%, 1 vez, 1h 39' de duración), Error de maniobra (1.4%, 1 vez, 3h 40' de duración). 2) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (12h, 9 veces, 15h 49' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (9.5%, 7 veces, 11h 21' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (8.5%, 7 veces, 2h 59' de duración). 3) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (9.3%, 7 veces, 8h 30' de duración), Otros - Fen. Nat. (2.7%, 2 veces, 1h 16' de duración). 4) Terceros: Caída de árbol (4.2%, 3 veces, 2h 25' de duración), Otros - Terceros (2.7%, 2 veces, 1h 57' de duración). 5) Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Falla sistema Interconectado (1.4%, 1 vez, 17' de duración), Deficit de generación (1.4%, 1 vez, 4' de duración), Otros - Otras E.E (8.2%, 2 veces, 5h 13' de duración).</small></p>																																																											
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%																																																																									
Varios Propio (1)	44																																																																									
Mantenimiento (2)	31																																																																									
Fenómenos Naturales (3)	12																																																																									
Terceros (4)	7																																																																									
Fallas Sistema Interconectado (5)	6																																																																									



Del 20.11.2024 al 26.11.2024

SEIN

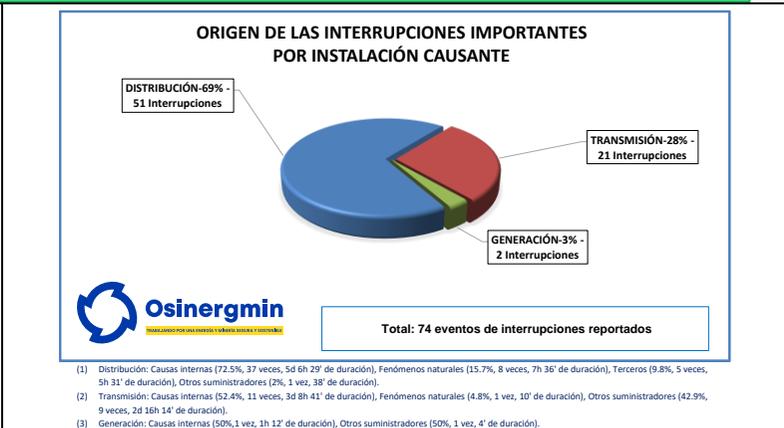
Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)

OSINERGMIN

Las **interrupciones importantes (*)** reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.

Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción
Distribución	51	69
Transmisión	21	28
Generación	2	3

(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).
 (*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.



Del 21.11.2024 al 28.11.2024

G

Supervisión del Contrato:
 C.H. San Gaban III
 (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)

Empresa:

- El proyecto contempla una potencia de 209,3 MW y corresponde al último de los cuatro saltos proyectados en la cuenca del río San Gabán, aprovecha las aguas del río San Gabán aguas abajo de la C.H. San Gabán II, que actualmente se encuentra en operación.
- Con R.M. N° 478-2016-MEM/DM del 22.11.2016, el MINEM otorgó la Concesión Definitiva de Generación a favor de Hydro Global Perú S.A.C. Asimismo, se aprobó la suscripción del contrato N° 494-2016.
- La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. y la empresa Hydro Global Perú S.A.C. (integrada por China Three Gorges Corporation y EDP (Energías de Portugal) suscribieron un Contrato de Colaboración Empresarial el 18.07.2016, para desarrollar el proyecto.
- La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E Pumuri. HGP viene gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. San Gaban Paquillusi -S.E. Pumiri.
- El 15.03.2023, con R.M. N° 109-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera modificación del Contrato de Concesión incrementando la potencia de 205,8 MW a



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
	HYDRO GLOBAL PERU	<p>209,3 MW y prorrogando la POC hasta el 27.04.2024, sobre la base de la fuerza mayor aprobada con R.M. N° 281-2022-MINEM/DM.</p> <ul style="list-style-type: none"> El 12.10.2023, con R.M. N° 397-2023-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor los eventos de i) paralización y conflictos sociales; y, ii) Necesidad de mayores trabajos en componentes potencialmente críticos y reducción de productividad (menores rendimientos). El 13.03.2024, con R.M. N° 093-2024-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Segunda Modificación del Contrato de Concesión prorrogando la POC hasta el 28.07.2025. El MINEM otorgo la concesión definitiva mediante R.M. 381-2024-MINEM/DM. del 02.10.2024 para el proyecto L.T. 220KV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri. En la L.T. 220 kV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri se tiene 392 bases excavadas, 361 fundaciones y 290 torres montadas, tendido de conductores 60 km, de un total de 415 torres y 178 km con un avance global de 85%. En cuanto a la Central se tiene lo siguiente en obras civiles (La Sala de Máquinas y la excavación del túnel de derivación terminados, quedando pendiente el piso del reservorio. y en obras electromecánicas (Montaje de grupos al 97% y caverna de transformadores al 97%.) El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III registra un avance global de 93,0%. El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria. 	 <p>25 nov de 2024 17:29:54</p> <p>Túnel de descarga agua turbinada</p>  <p>25 nov de 2024 17:32:10</p> <p>Patio de llaves</p>
Del 21.10.2024 al 28.11.2024	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía</p> <p>Concesionaria: Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C.</p> <p>T</p>	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Ucayali y Huánuco, provincias de Padre Abad y Leoncio Prado, distritos de Padre Abad y Rupa Rupa. Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto. El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAAE. El 09.06.2022, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto. El Hito "Puesta en Operación Comercial" programado para el 24.12.2023, no se cumplió. Con Oficio 37-2024-OS-DSE se informó al MINEM el incumplimiento. El Estudio de Operatividad se presentó al COES el 27.03.2024; sin embargo, con carta COES/D/DP-287-2024 del 05.04.2024, el COES rechazó el EO para su revisión, debido a la inexistencia del punto de conexión en la S.E. Leoncio Prado, por el retraso de la L.T. 220 kV Tingo María – Chaglla del proyecto YANA. El 17.05.2024, CLTLN informó que seleccionó a CENERGÍA como Inspector del proyecto. El 30.05.2024, CLTLN manifestó al MINEM su preocupación por 2 situaciones fuera de su control (1° eventos de fuerza mayor pendientes de pronunciamiento del MINEM y 2° demoras en la ejecución del proyecto YANA). El 27.06.2024, CLTLN reiteró al MINEM su preocupación por los retrasos generados. Las pruebas SAT de los equipos se vienen desarrollando, se tiene un avance de 85%. La ingeniería de detalle tiene un avance de 98,7% El 18.07.2024 con R.M. N° 275-2024-MINEM/DM, el MINEM aprobó la suspensión 	 <p>23 oct 2024 11:52:09 Las Palmas Leoncio Prado Huánuco S.E. Leoncio Prado 220KV</p> <p>Vista panorámica de la S.E. Leoncio Prado</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>de plazo por 217 días calendario, siendo la nueva fecha POC el 28.07.2024.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El 27.07.2024, con R.M. N° 298-2024-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas. ▪ El 09.08.2024, CLTLN solicitó al MINEM convocar a una reunión con carácter de urgencia, con la concesionaria del proyecto YANA y el COES, debido al impacto directo y grave que está sufriendo el desarrollo del proyecto TIAG como consecuencia de los retrasos no imputables a CLTLN. El 19.08.2024 y 26.08.2024, CLTLN reiteró la solicitud. ▪ El 17.09.2024, CLTLN solicitó a Osinergmin programación de una reunión para exponer acerca de la problemática de conexión a la L.T. Tingo María-Chaglla. La cual se desarrolló el 30.09.2024. ▪ El 16.10.2024, CLTLN comunicó al MINEM la existencia de una controversia (debido al incumplimiento por parte del Concedente en la provisión y el aseguramiento del punto de conexión requerido para que el proyecto se integre al SEIN) y dan inicio a un trato directo nacional por un plazo de 60 días hábiles, a fin de resolverlo sin recurrir a un proceso arbitral. En dicha comunicación CLTLN indica como pretensiones: 1. Que el Concedente cumpla a la brevedad posible con proveer y asegurar el punto de conexión, de acuerdo al Contrato de Concesión. 2. Que mientras el Concedente lo cumpla el requerimiento 1, se disponga la suspensión de todas las obligaciones contractuales a cargo de CLTLN. Y 3. Que se declare al Concedente como único responsable, este pedido incluye el pago de una indemnización por todos los daños y perjuicios, así como los sobrecostos de CLTLN. ▪ El 18.11.2024, con carta TIAG-CON-NI-EM-CAR-603-2024, CLTLN reitera al MINEM su solicitud de reunión de inicio de Trato Directo, solicitada el 16.10.2024. Comunica que desde que presentaron su carta, no recibieron respuesta alguna del MINEM. Asimismo, señalan que de no convocarse a una reunión de Trato Directo dentro del plazo previsto en la Cláusula 14.5 del Contrato de Concesión (60 días hábiles), entenderán que las Partes no han llegado a un acuerdo por lo que CLTLN estará habilitada para iniciar las acciones legales correspondientes. ▪ En la S.E. Leoncio Prado y en la S.E. Tingo María está pendiente la llegada a obra de los tableros de respaldo satelital y de los tableros de telecomunicaciones del MTC. Está pendiente la reubicación de la trampa de onda de la S.E. Tingo María hacia la S.E. Leoncio Prado. En la L.T. se tiene montadas un total de 135 estructuras. No se ha iniciado el tendido de conductor. ▪ Applus informó que actualmente se tienen 31 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 16 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 15 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión. Esto debido a que los propietarios requieren montos millonarios. ▪ El avance global del proyecto es de 89,3%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Avance L.T.: 77,0%. ○ Avance S.E.s: 97,0%. ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	<p style="text-align: center;">Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p> <div style="text-align: center;">  <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Montaje de estructura T-78</p> </div>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros					
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL							
		Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
		P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	99,9%	31.12.2024	31.12.2024	N.C
		C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	91.1%	29.12.2024	29.12.2024	C
		C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	92,4%	28.07.2025	28.07.2025	C
		C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	80,0%	31.12.2025	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	3,2%	31.12.2025	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	18,0%	31.12.2025	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	28,6%	30.06.2025	30.06.2025	N.C
		C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	0,0%	30.12.2026	30.12.2026	N.C

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CSF: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, C: Convencional, N.C: No convencional, L: Legal, P: Proyecto
Fecha: 29.11.2024